

---

---

## Canacol Energy Ltd. Reporta sus Resultados para el 3Q 2017

**CALGARY, ALBERTA – (Noviembre 14, 2017)** – Canacol Energy Ltd. (“Canacol” o la “Corporación”) (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en anunciar sus resultados financieros y operacionales para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017. Los montos en dólares se expresan en dólares estadounidenses, salvo que se indique lo contrario.

Charle Gamba, Presidente y CEO de la Corporación, comentó: “La Gerencia se mantiene enfocada en sus principales objetivos para 2017, que incluyen un significativo aumento en la producción de gas relacionado a la finalización de la línea de flujo Sabanas a finales de 2017 y al crecimiento de nuestra base de reservas a través de la exitosa ejecución de nuestro programa de perforación, el cual ha producido otro descubrimiento en el pozo de exploración Pandereta-1. En el 2018, la Gerencia enfocará sus esfuerzos en aumentar la producción hasta 230 MMscfpd a finales de 2018 a través de la segunda expansión del gasoducto de Promigas de Cartagena a Barranquilla, y continuar adicionando reservas de gas a través del programa de perforación exploratoria que tenemos planeado para 2018. Anticipamos reportar el plan corporativo para 2018 a mediados de diciembre de 2017.”

### **Hechos destacados para los períodos de tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017**

*(La producción es expresada en participación neta antes de regalías)*

Los aspectos financieros y operacionales más relevantes de la Corporación incluyen:

- Los volúmenes de ventas contractuales realizados aumentaron 10% a 17,276 boepd para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 comparado con 15,727 boepd para el mismo período de 2016. El aumento se debe principalmente al aumento en la producción de gas en Esperanza y VIM-5 como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas. Los volúmenes de ventas contractuales realizados disminuyeron 12% a 16,606 boepd para los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2017 comparado con 18,908 boepd para el mismo período de 2016. La disminución se debe principalmente a que tres clientes realizaron mantenimientos de planta programados, correspondiente a un tiempo de inactividad combinado de 66 días durante el trimestre, resultando en una menor producción de 1,505 boepd (8.6 MMscfpd).
- Los volúmenes promedio de producción aumentaron 10% a 16,913 boepd para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 comparado con 15,342 boepd para el mismo período de 2016. El aumento se debe principalmente al aumento en la producción de gas en Esperanza y VIM-5 como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas. Los volúmenes promedio de producción disminuyeron 11% a 16,587 boepd para los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2017 comparado con 18,632 boepd para el mismo período de 2016. La disminución se debe principalmente a que tres clientes realizaron mantenimientos de planta programados, correspondiente a un tiempo de inactividad combinado de 66 días durante el trimestre, resultando en una menor producción de 1,505 boepd (8.6 MMscfpd).
- Los ingresos totales de petróleo y gas natural para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 aumentaron 10% a \$116.8 millones comparado con \$106 millones para el mismo período de 2016. Los ingresos totales de petróleo y gas natural para los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2017 disminuyeron 15% a \$38 millones comparado con \$44.4 millones para el mismo período de 2016. Los ingresos ajustados de petróleo y gas natural, los cuales incluyen los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador, para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 aumentaron 6% a \$133.2 millones comparado con \$125.2 millones para el mismo período de 2016. Los ingresos ajustados de petróleo y gas natural para los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2017 disminuyeron 15% a \$43.3 millones comparado con \$50.9 millones para el mismo período de 2016.

- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 disminuyeron 39% y 10% a \$18.9 millones y \$63.9 millones, respectivamente, comparado con \$30.7 millones y \$71 millones para los mismos períodos de 2016, respectivamente. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones incluyen los resultados del Contrato de Producción Incremental (“CPI de Ecuador”) (ver discusión completa en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración).
- La ganancia neta disminuyó 30% a \$2.3 millones para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 comparado con \$3.3 millones para el mismo período de 2016. La pérdida neta disminuyó 82% a \$1.5 millones para los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2017 comparado con \$8.4 millones para el mismo período de 2016.
- Los gastos de capital netos incluyendo adquisiciones para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 fueron de \$25 millones y \$79.6 millones, respectivamente, mientras que los gastos de capital ajustados, incluidas las adquisiciones e incluidas las partidas relacionadas con el CPI de Ecuador, fueron de \$25.6 millones y \$81 millones, respectivamente.
- Al 30 de septiembre de 2017, la Corporación tenía \$35.8 millones en efectivo y \$54.5 millones en efectivo restringido y continúa estando dentro de los niveles requeridos de todos los *covenants* bancarios.

### **Perspectiva**

Las operaciones de perforación han concluido en el pozo de exploración Pandereta-1, resultando en hallazgos de gas en el objetivo primario del reservorio arenisco Ciénaga de Oro como se había anticipado. Actualmente, el pozo está siendo revestido en preparación a la prueba inicial de producción. El pozo Cañandonga-1 está siendo perforado según planeado y la Corporación anticipa perforar a través del objetivo del reservorio arenisco Ciénaga de Oro la próxima semana. La Corporación proveerá los resultados de las pruebas de ambos pozos cuando la prueba de flujo haya sido completada.

El proyecto de la línea de flujo Sabanas continúa dentro del cronograma y se espera que sea completado para el 1 de diciembre de 2017. Una vez completado, la línea de flujo adicionará 40 MMscfpd de capacidad de gasoducto a la Corporación, permitiéndole alcanzar un total de 130 MMscfpd de ventas de gas. La línea de flujo Sabanas tendrá una capacidad inicial de transporte de 20 MMscfpd para el 1 de diciembre de 2017, y una vez la capacidad de compresión final haya sido instalada y probada, hacia mediados de enero de 2018 contará con 40 MMscfpd de capacidad. La capacidad productiva de los actuales pozos de gas de la Corporación es aproximadamente de 195 MMscfpd y la capacidad productiva de las facilidades de procesamiento de gas de la Corporación ubicadas en Jobo es de aproximadamente 200 MMscfpd.

Financieros	Tres meses terminados en Septiembre 30,			Nueve meses terminados en Septiembre 30,		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Ingresos totales por petróleo y gas natural, netos de regalías	37,950	44,392	(15%)	116,816	106,018	10%
Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías <sup>(2)</sup>	43,258	50,851	(15%)	133,240	125,241	6%
Efectivo aportado por actividades operativas	11,783	22,275	(47%)	40,345	43,288	(7%)
Por acción – básico (\$)	0.07	0.13	(46%)	0.23	0.27	(15%)
Por acción – diluido (\$)	0.07	0.13	(46%)	0.23	0.26	(12%)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)(2)</sup>	18,871	30,719	(39%)	63,947	71,040	(10%)
Por acción – básico (\$)	0.11	0.18	(39%)	0.37	0.44	(16%)
Por acción – diluido (\$)	0.11	0.18	(39%)	0.36	0.43	(16%)
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	(1,514)	(8,399)	(82%)	2,314	3,307	(30%)
Por acción – básico (\$)	(0.01)	(0.05)	(80%)	0.01	0.02	(50%)
Por acción – diluido (\$)	(0.01)	(0.05)	(80%)	0.01	0.02	(50%)
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	24,978	28,698	(13%)	79,550	49,292	61%
Gastos de capital ajustados, netos, incluidas adquisiciones <sup>(1)(2)</sup>	25,568	29,208	(12%)	81,034	50,533	60%
				Sep 30, 2017	Dic 31, 2016	Cambio
Efectivo				35,775	66,283	(46%)
Efectivo restringido				54,525	62,073	(12%)
Superávit de capital de trabajo <sup>(1)</sup>				62,168	64,899	(4%)
Deuda con bancos				294,195	250,638	17%
Total activos				799,307	787,508	1%
Acciones ordinarias, final del período (000's)				175,927	174,359	-
Operativos	Tres meses terminados en Septiembre 30,			Nueve meses terminados en Septiembre 30,		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo <sup>(3)</sup>	3,263	3,892	(16%)	3,418	4,145	(18%)
Gas natural	13,324	14,740	(10%)	13,495	11,197	21%
Total <sup>(2)</sup>	16,587	18,632	(11%)	16,913	15,342	10%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo <sup>(3)</sup>	3,268	3,801	(14%)	3,428	4,141	(17%)
Gas natural	13,239	14,621	(9%)	13,403	11,106	21%
Total <sup>(2)</sup>	16,507	18,422	(10%)	16,831	15,247	10%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías (boepd)						
Gas natural	13,338	15,107	(12%)	13,848	11,586	20%
Colombia (petróleo)	1,895	2,090	(9%)	1,947	2,413	(19%)
Ecuador (petróleo a tarifa) <sup>(2)</sup>	1,373	1,711	(20%)	1,481	1,728	(14%)
Total <sup>(2)</sup>	16,606	18,908	(12%)	17,276	15,727	10%
Ganancia operacional neta (\$/boe) <sup>(1)</sup>						
Esperanza (gas natural)	23.46	27.63	(15%)	24.46	27.45	(11%)
VIM-5 (gas natural)	12.96	24.65	(47%)	18.14	24.52	(26%)
LLA-23 (petróleo)	19.13	13.78	39%	19.96	11.36	76%
Ecuador (petróleo a tarifa) <sup>(2)</sup>	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Total <sup>(2)</sup>	23.02	25.83	(11%)	23.60	25.28	(7%)

(1) Medida que no está en las NIIF. Ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el MD&A.

(2) Incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador. “Medidas que no están en las NIIF” en el MD&A.

(3) Incluye producción y ventas de petróleo a tarifa en relación con el CPI de Ecuador.

\* \* \*

Este comunicado de prensa debe leerse conjuntamente con los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Corporación y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración. La Corporación ha presentado sus estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración correspondiente a los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2017 a las autoridades canadienses de regulación de valores. Estas publicaciones están disponibles para su revisión en SEDAR en [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

Canacol es una empresa de exploración y producción con operaciones en Colombia y Ecuador. Las acciones ordinarias de la Corporación cotizan en la Bolsa de Valores de Toronto bajo el símbolo CNE, la OTCQX en los Estados Unidos de América bajo el símbolo CNNEF, en la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC y en la Bolsa Mexicana de Valores bajo el símbolo CNEN.

*Este comunicado de prensa contiene algunas declaraciones de resultados futuros dentro del significado de las Leyes y Regulaciones de Acciones. Las declaraciones de resultados futuros están frecuentemente caracterizadas por el uso de palabras como “plan”, “expectativa”, “proyecto”, “intención”, “creencia”, “anticipar”, “estimar” y otras palabras similares o afirmaciones donde ciertos eventos o condiciones “pueden” o “van a ocurrir”, incluyendo, sin limitación, declaraciones relacionadas a la estimación de las tasas de producción de las propiedades de la Corporación y a programas de trabajo planeados y líneas de tiempo asociadas. Las declaraciones de resultados futuros están basadas en las opiniones y estimaciones de la Gerencia en la fecha en la cual las afirmaciones son realizadas y están sujetas a una variedad de riesgos e incertidumbres y otros factores que pueden causar que los eventos o resultados difieran materialmente de aquellos proyectados en las declaraciones de resultados futuros. La Corporación no puede asegurar que los resultados serán consistentes con las declaraciones de resultados futuros. Estos son realizados en la fecha mencionada, están sujetos a cambiar y la Corporación no asume ninguna obligación de revisarlos o actualizarlos para reflejar nuevas circunstancias, excepto a las exigidas por la ley. La información y orientación proporcionada en este documento sustituye y reemplaza cualquier información prospectiva en descripciones anteriores. Inversionistas prospecto no deberán confiarse en las declaraciones de resultados futuros. Estos factores incluyen los riesgos inherentes envueltos en la exploración y desarrollo de Crudo y propiedades de Gas Natural, las incertidumbres incluidas en la interpretación de resultados de perforación y otra información geológica y geofísica, precios de energía fluctuantes, la posibilidad del aumento de costos o costos no anticipados o demoras u otras incertidumbres asociadas con la industria del petróleo y gas. Otros factores de riesgo incluyen riesgos asociados a la negociación con gobiernos extranjeros así como con los relacionados a riesgo-país en la realización de actividades internacionales y otros factores, muchos de los cuales están más allá del control de la Corporación. Otros riesgos están descritos totalmente en el más reciente Reporte de Discusión y Análisis de la Gerencia (“MD&A”) y Forma Anual de Información de la Corporación, a los cuales se hace referencia en este comunicado y los cuales son radicados en [www.superfinanciera.gov.co](http://www.superfinanciera.gov.co) y [www.sedar.com](http://www.sedar.com). Las figuras de producción promedio para un período determinado se derivan del promedio aritmético de la información de producción histórica y fluctuante para el período completo indicado, y, por consiguiente no representan una tasa constante de producción para ese período y no son un indicador del comportamiento futuro de la producción. La información detallada relacionada con la producción mensual en los campos operados por la Corporación en Colombia la brinda el Ministerio de Minas y Energía de Colombia y es publicada en la página web del Ministerio; en la página web de la Corporación se encuentra un link directo a esta información. Los datos que hacen referencia a producción “neta” se refieren a la producción ajustada a la participación de la Corporación antes de regalías.*

*El uso de las Medidas Financieras que no están en las NIIF – Debido a la naturaleza del método contable de capital que la Compañía aplica a su participación en el contrato de producción incremental para los campos de Libertador y Atacapi en Ecuador (“CPI de Ecuador”) conforme a la NIIF 11, la Compañía no registra su participación proporcional de ingresos y gastos como sería lo usual en los acuerdos de participación conjunta en petróleo y gas. Por lo tanto, en este MD&A la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, para complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía conforme a las NIIF. Tales medidas adicionales no deben ser consideradas como una alternativa a las medidas determinadas de acuerdo con las NIIF ni deben ser consideradas más significativas que estas últimas como un indicador del desempeño de la Compañía, pues tales medidas pueden no ser comparables con aquellas reportadas por otras compañías. Este comunicado también brinda información sobre los fondos ajustados provenientes de operaciones. Los fondos ajustados provenientes de operaciones son una medida no definida por las NIIF. Representan el efectivo proveído por las actividades operacionales antes de los cambios en el capital de trabajo no en efectivo y el desmantelamiento de los gastos de obligación e incluyen los intereses proporcionales de la Compañía de aquellos ítems que habrían contribuido a los fondos provenientes de las operaciones del CPI de Ecuador de haber sido contabilizados bajo el método de consolidación proporcional de contabilidad. La Compañía considera que los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida clave pues demuestran la capacidad del negocio de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital y para el pago de deuda. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones no deben ser considerados como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas según lo determinado conforme a las NIIF, ni como más valiosos que éste, como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de los fondos ajustados provenientes*

de las operaciones puede no ser comparable con la reportada por otras compañías. Para más detalles sobre como la Corporación reconcilia el efectivo proveniente de actividades operacionales con los fondos ajustados provenientes de operaciones, favor referirse a la sección “Medidas que no están en las NIIF” del Reporte de Discusión y Análisis de la Gerencia de la Corporación. Adicionalmente, este comunicado hace referencia a las medidas de capital de trabajo, EBITDAX y ganancia operacional -“netback”-. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluidos todos los ítems distintos a efectivo, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. El EBITDAX se define como el ingreso neto consolidado ajustado por intereses, impuestos sobre la renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración, participación en la pérdida/ganancia del “joint venture” y otros cargos no recurrentes o no monetarios similares. El EBITDAX consolidado es posteriormente ajustado para la contribución a los fondos ajustados provenientes de operaciones, antes de impuestos, de los resultados del CPI de Ecuador. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como las ventas totales de petróleo y gas natural, menos regalías, menos los gastos de producción y de transporte, calculada por volúmenes de ventas en barriles equivalentes (“boe”) usando una conversión. La ganancia operacional es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad a nivel de campo en relación con los precios corrientes de productos básicos. El capital de trabajo y la ganancia operacional neta, tal como se han presentado, no tienen un significado estándar establecido por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de mediciones similares para otras entidades.

Netback Operacional es definido como ingresos menos regalías y gastos de producción y transporte.

Las ventas realizadas de gas contratado están definidas como gas producido y vendido más ingresos de gas recibidos por contratos de nominación take or pay.

Conversión boe: el término boe es utilizado en este comunicado de prensa. El término boe puede ser engañoso, particularmente si se utiliza en aislamiento. El ratio/razón de conversión de un boe de pies cúbicos de gas natural a barriles de crudo equivalente, está basada en un método de conversión equivalente de energía principalmente aplicable en el quemador y no representa una equivalencia de valor en la cabeza de pozo. En este comunicado de prensa, hemos expresado boe utilizando la conversión estándar colombiana de 5.7 Mcf: 1 bbl, requerida por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Como el valor del ratio/razón entre el gas natural y el crudo está basado en los actuales precios del gas natural y del crudo es significativamente diferente de la equivalencia de energía de 5.7:1, utilizar una conversión basada en 5.7:1 puede ser errado como un indicador de valor.

Para mayor información por favor contactar a:

**Oficina de Relación con el Inversionista**

**Email:** [mhernandezt@canacolenergy.com](mailto:mhernandezt@canacolenergy.com) o [IR@canacolenergy.com](mailto:IR@canacolenergy.com)

<http://www.canacolenergy.com>